



Про затвердження Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічної оцінки загальних (емісійних) та видобувних запасів шахтного метану вуглегазових родовищ у зонах супутньої технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів

**Наказ Державної комісії України по запасах корисних копалин при Міністерстві охорони навколишнього природного середовища України
від 7 листопада 2008 року N 523**

**Зареєстровано в Міністерстві юстиції України
12 січня 2009 р. за N 7/16023**

Відповідно до статті 45 Кодексу України про надра, підпункту 16 пункту 4 Положення про Державну комісію України по запасах корисних копалин, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 10.11.2000 N 1689, з метою встановлення єдиних вимог до порядку геолого-економічної оцінки загальних (емісійних) та видобувних запасів шахтного метану вуглегазових родовищ у зонах супутньої технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів та до змісту і оформлення матеріалів, що подаються на державну експертизу й оцінку, **НАКАЗУЮ:**

1. Затвердити Інструкцію із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічної оцінки загальних (емісійних) та видобувних запасів шахтного метану вуглегазових родовищ у зонах супутньої технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів (далі - Інструкція), що додається.
2. Інструкція набирає чинності через 10 днів після державної реєстрації в Міністерстві юстиції України.
3. З набуттям чинності Інструкцією уважати такими, що не застосовуються на території України, "Временные методические требования к геолого-экономической оценке и подсчету запасов метана в угольных пластах", затверджені ДКЗ СРСР 15 січня 1987 року.
4. Начальнику відділу геолого-економічної експертизи запасів мінеральної сировини Управління горючих та рудних корисних копалин Державної комісії України по запасах корисних копалин Пижукі І. П. подати Інструкцію на державну реєстрацію до Міністерства юстиції України в установленому порядку та після державної реєстрації у десятиденний термін забезпечити тиражування і розсилання Інструкції до установ і організацій, що здійснюють пошуки, розвідку і розробку вуглегазових родовищ, а також розміщення на сайті ДКЗ.
5. Контроль за виконанням наказу залишаю за собою.

Голова ДКЗ

Г. І. Рудько

ПОГОДЖЕНО:

**Голова Державного комітету
України з питань регуляторної
політики та підприємництва**

К. О. Ващенко

ЗАТВЕРДЖЕНО

наказом Державної комісії України по
запасах корисних копалин
від 7 листопада 2008 р. N 523

Зареєстровано

в Міністерстві юстиції України
12 січня 2009 р. за N 7/16023

ІНСТРУКЦІЯ

із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічної оцінки загальних (емісійних) та видобувних запасів шахтного метану вуглегазових родовищ у зонах супутньої технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів

I. Загальні положення

1.1. Ця Інструкція встановлює вимоги до геологічного вивчення метанонасності вугільних пластів та пластів умісних порід - колекторів метану, а також вимоги до підрахунку і державного обліку видобувних та загальних (емісійних) запасів шахтного метану вуглегазових родовищ (ділянок) та їхньої геолого-економічної оцінки; умови, що визначають підготовленість видобувних запасів шахтного метану вуглегазових родовищ (ділянок) до промислового освоєння.

1.2. Інструкція є обов'язковою для виконання підприємствами, організаціями, установами всіх форм власності, що здійснюють планування, фінансування та виконання геологорозвідувальних робіт з геолого-економічної оцінки запасів метану вуглегазових родовищ (ділянок), підготування їх до промислового освоєння й експлуатації.

1.3. На сучасних технічному й технологічному рівнях видобуток метану з вугленосних товщ (далі - МВТ) здійснюється шляхом:

вилучення метану через свердловини, пробурені з поверхні, у зонах ведення гірничих робіт і на резервних ділянках у режимі попередньої дегазації;

вилучення метану засобами підземної дегазації, що супроводжує видобуток вугілля;

вилучення метану під час постексплуатаційної дегазації зрушених вугільно-породних товщ.

Крім того, деяка кількість метану видобувається з покладів, розташованих у не порушених гірничими роботами вуглепородних товщах.

II. Нормативні посилання

Інструкцію розроблено відповідно до таких законодавчих та підзаконних актів:

Кодекс України про надра.

Гірничий закон України.

Закон України "Про альтернативні види рідкого та газового палива".

Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу, затверджена наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 10.07.98 N 46, зареєстрована в Міністерстві юстиції України 24.07.98 за N 475/2915.

Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до родовищ вугілля, затверджена наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 25.10.2004 N 225, зареєстрована в Міністерстві юстиції України 08.11.2004 за N 1419/10018.

Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затверджена постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.97 N 432.

Положення про Державну комісію України по запасах корисних копалин, затверджене постановою Кабінету Міністрів України від 10.11.2000 N 1689.

Порядок державного обліку родовищ, запасів і проявів корисних копалин, затверджений постановою Кабінету Міністрів України від 31.01.95 N 75.

III. Терміни та визначення понять

У цій Інструкції нижченаведені терміни та визначення використовуються в такому значенні:

Депресія - різниця тисків у різних середовищах, яка призводить до інтенсивної міграції флюїду із середовища з високим тиском в середовище з низьким (розвантаження масиву).

Емісія метану - виділення метану з вугленосної товщі в гірничу виробку внаслідок виникнення техногенних тріщин та депресії під впливом ведення очисних робіт.

Ефективна пористість - частка з'єднаних між собою порожнин (пор, тріщин, каверн) в об'ємі вугілля і породи, за винятком простору, зайнятого залишковою водою.

Загальна (абсолютна) пористість - частка всіх пор (відкритих і закритих) в об'ємі вугілля чи породи (об'ємна частка в %).

Залишкова газоносність - об'єм газу (метану), який міститься в одиниці об'єму або маси вугілля чи порід, вилучених із свердловини або гірничої виробки без застосування заходів із збереження її природної газоносності, приведеної до нормальних умов, тобто при 20° С і при 760 мм. рт. ст. ($\text{м}^3/\text{т}$ або $\text{м}^3/\text{м}^3$).

Зближений пласт або пропласток вугілля ("супутник") - пласт або пропласток вугілля, з якого в гірничі виробки основного розроблюваного пласта може надходити газ за його підробки чи надробки.

Зона газового вивітрювання - приповерхнева частина вугленосної товщі, в межах якої вміст метану та його гомологів у складі природних газів вугільних пластів становить від 20 - 50 до 60 - 80 %.

Зона метанових газів - це зона вугленосної товщі, де вміст метану та його гомологів у складі природних газів перевищує 80 %.

Метан шахтний - метан, який міститься у відроблюваному вугільному пласті, вугільних пластах, пропластках та пісковиках, які розміщуються в зоні впливу (зоні розвантаження) гірничої виробки під час видобувних гірничих робіт.

Метан шахтний емісійний (далі - МШЕ) - вільний метан, який може надійти в очисні гірничі виробки вугільного пласта, що відробляється, з вуглепородного масиву внаслідок його розущільнення та зниження тиску в зоні дренажу під час видобувних гірничих робіт без застосування дегазації.

Метан шахтний видобувний (далі - МШВД) - вільний метан з концентрацією 25 - 95 %, що каптується паралельно з веденням очисних робіт вакуум-насосними станціями системи супроводжувальної дегазації через спеціально пробурені свердловини. У міжнародній термінології позначається аббревіатурою - СММ (coal mine methane). Як правило, коефіцієнт дегазації на шахтах становить 40 - 55 %.

Метан шахтний вентиляційний (далі - МШВн) - вільний метан вентиляційних викидів шахт з концентрацією, меншою ніж 1 %. У міжнародній термінології позначається аббревіатурою - VAM (ventilation air methane).

Метан свердловинний видобувний (далі - МСВ) - метан вугільних товщ (МВТ) з концентрацією до 95 %, що видобувається свердловинами, пробуреними з поверхні, у процесі випереджальної та супровідної дегазації. У міжнародній термінології позначається аббревіатурою - СВМ (coal bed methane).

Метан вугільних товщ, сорбований (далі - МВТС) - метан вугільних пластів і пропластків, вуглистих порід, розсіяної і концентрованої органіки в породах, у яких міститься вугілля, що утримується в них унаслідок процесів адсорбції і абсорбції.

Метан вугільних товщ, вільний (далі - МВТВ) - метан проникних умісних порід і вугілля, який перебуває у вільному стані (характеризується тиском, температурою і питомим об'ємом та підлягає законам газового стану). Найбільшу кількість вільного метану (до 20 %) містить малометаморфізоване вугілля, що збагачене мікрокомпонентами групи фюзиніту.

Метановість (метанозбагаченість) гірничих виробок - кількість (об'єм) метану, який виділяється в гірничу виробку або в одиницю часу (м^3 за хвилину або іншу одиницю часу - абсолютна метановість), або віднесений до однієї тонни видобутого вугілля (м^3 на одну тонну добового видобутку - відносна метановість).

Метаносність - об'єм вільного, сорбованого і водорозчиненого метану, що міститься в одиниці маси вугілля (м^3 метану в тонні сухої беззольної маси вугілля - $\text{м}^3/\text{т.с.б.м.}$) чи об'єму породи ($\text{м}^3/\text{м}^3$ або $\text{м}^3/\text{т}$) на місці залягання.

Сорбційна метаносність - здатність вугілля та інших гірничих порід поглинати вільний метан з навколишнього простору за визначених термодинамічних умов ($\text{м}^3/\text{м}^3$ або $\text{м}^3/\text{т}$).

IV. Загальні відомості про метан та дегазіцію вугільних пластів

4.1. Газ метан є основною складовою частиною природних газів вугільних родовищ (ділянок) та рудникового (шахтного) газу. З повітрям метан утворює суміші: горючі (за наявності джерела) - при вмісті в них метану до 5 - 6 % і понад 14 - 16 % (за наявності кисню та джерела, а також температури); вибухові - при вмісті метану від 5 до 16 %. Максимальна сила вибуху має місце при вмісті метану в суміші 9,5 %.

У надрах метан вугільних родовищ (ділянок) перебуває в сорбованому, водорозчиненому і вільному станах.

У сорбованому стані перебуває переважно метан вугільних пластів, пропластків високо вуглистих порід, розсіяної і концентрованої органіки вмісних порід. Частка сорбованого метану у вугіллі і вуглистих породах може досягати 90 - 95 %. Газоносність вугілля змінюється в широких межах - від 5 - 10 до 35 - 45 м³/т.с.б.м.

Водорозчинений метан пластових і порових вод міститься в проникних породах (пористих чи тріщинуватих) з малим умістом (менше 5 - 10 %) розсіяної вуглистої речовини у зв'язку з її високою гідрофобністю. Гранична газонасиченість неуглистих порід, що містять природні гази у водорозчиненому стані, переважно не перевищує 0,1 - 0,4 м³/т.

У вільному стані метан містять головним чином проникні породи. Вільні вуглеводневі гази присутні і у вугіллі, і кількість їх у вугільних пластах сягає від декількох відсотків до 50 %. Вільний метан заповнює поровий простір (гранулярний і тріщинний) як у вугіллі, так і у вмісних породах. Метаноносність вуглевмісних порід (пісковиків), що містять природні гази у вільному стані, досягає 3 - 8 м³/т і більше.

Основними типами колекторів вільного метану у вугільних басейнах і родовищах (ділянках) України є теригенні порові та тріщинувато-порові колектори пластового типу, що представлені різнофаціальними пісковиками. Відкрита пористість цих колекторів змінюється від 4 - 5 до 25 - 28 % (переважно - 7 - 15 %), проникність - від тисячних часток мілідарсі до десятків, рідко сотень мілідарсі. У низці випадків колекторами вільного метану може бути низькометаморфізоване вугілля, яке має великий об'єм макропор. Високоактивні вільні гази надходять у проникні породні масиви переважно шляхом вивільнення із сорбованого і водорозчиненого станів за певних термодинамічних умов, а також у процесі метаморфізму вугілля, коли метан є одним із продуктів цього процесу. За наявності сприятливих геологічних факторів вони утворюють природні скупчення або поклади метану.

Розробка вугільних родовищ (ділянок), що супроводжується розвантаженням гірського масиву та утворенням техногенної тріщинуватості, сприяє активному переходу у вільний стан газів вугленосних товщ з подальшою міграцією їх до техногенного резервуара або поверхні. У разі обмеженого зв'язку з денною поверхнею цей процес призводить до утворення техногенних скупчень (покладів) вільного метану. Найбільше значення мають техногенні поклади, розташовані у вугленосній товщі над виробленим простором діючих шахт, і поклади, де гази скупчуються в штучних резервуарах погашених гірничих виробок.

4.2. Підробка або надробка скупчень (покладів) метану у вугільних товщах, а також тріщинуватих та тектонічних зон сприяє розущільненню і підвищенню проникності первинних колекторів та викликає такі газодинамічні явища як викиди порід і газу. Розкриття таких покладів свердловинами або гірничими виробками супроводжується газовиділенням, іноді значним за інтенсивністю (сотні-тисячі м³/добу) і обсягами (десятки, сотні тисяч, перші мільйони м³), які становлять собою найбільшу небезпеку для вугледобувних підприємств.

Вибухонебезпечність метану, можливість раптових викидів вугілля і вмісних порід під дією високого газового тиску попереду вибоїв гірничих виробок обумовлюють відповідну нагальність спеціального вивчення природної метаноносності вугільних родовищ (ділянок) з метою розробки спеціальних заходів, націлених на забезпечення безпеки гірничодобувних робіт. Результати досліджень, а також прогнозу метаноносності вугільних пластів і вмісних порід використовуються для розрахунків очікуваної метанозбагаченості гірничих виробок під час проектування вентиляції шахт та дегазації вугільних ділянок чи родовищ.

4.3. Дегазація вугільних товщ застосовується, якщо промислове використання каптованого метану є технологічно можливим і економічно доцільним, а також у випадках, коли засобами вентиляції неможливо домогтися безпечного вмісту метану у вихідних вентиляційних струменях.

Відповідно до усталеної послідовності проведення робіт з геологічного вивчення і видобутку вугілля та метану виділяються випереджувальна, супроводжувальна (поточна) та постексплуатаційна дегазації вугільних товщ.

Супроводжувальна (поточна) дегазація включає в себе заходи щодо зменшення газовиділення у гірничі виробки в процесі очисних та підготовчих робіт.

Поточна дегазація проводиться переважно підземними свердловинами примусово за допомогою вакуумних насосів. В окремих випадках при розкриванні свердловиною зони з високими тисками метану, сприятливими фільтраційно-емісійними параметрами може мати місце самовитікання (фонтанування) метану.

4.4. Об'єктами підрахунку і державного обліку є запаси емісійного шахтного метану, який виділяється з вуглепородної товщі у відроблюваний простір унаслідок розушцілення та зниження тиску під час розробки вугільних пластів, а також видобувний метан, що вилучається (каптується) при супроводжувальній дегазації.

V. Вимоги до вивчення газонасності вугільних родовищ (ділянок)

5.1. Геологічна вивченість вугільних пластів у межах вуглегазового родовища (ділянки), що підготовлена для підрахунку запасів шахтного метану, має відповідати вимогам Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до родовищ вугілля, затвердженої наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 25.10.2004 N 225, зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 08.11.2004 за N 1419/10018, в частині геологічної вивченості розвіданих вугільних родовищ.

Метано-вугільні родовища (ділянки), розробка яких проводиться з обов'язковою технологічно необхідною дегазацією, розглядаються як комплексні родовища (ділянки), у межах яких і вугілля, і метан є основними корисними копалинами. Вимоги до геологічного вивчення і підготовленості до промислового використання вугілля і метану як корисних копалин є взаємопов'язаними та взаємозалежними.

Ступінь геологічного вивчення метанонасності вуглегазового родовища або його ділянки, підготовлених до підрахунку запасів шахтного емісійного та видобувного метану, має забезпечувати отримання вихідних даних, достатніх для розрахунку очікуваної метанозбагаченості видобувних гірничих виробок шахт, що будуються, обґрунтування доцільності та розробки техніко-економічного обґрунтування (далі - ТЕО) супроводжувальної дегазації під час розробки вугільних пластів.

У разі прирізки до полів діючих шахт нових площ і пластів, що віддалені від видобувних гірничих робіт по вертикалі більш ніж на 200 м при пологих і більш ніж на 300 м при крутих пластах або розміщені на відстані по горизонталі більшій, ніж 2 км, визначення метанозбагаченості проектних видобувних виробок, а також метанонасності вугільних пластів і вмісних порід здійснюється як для шахт, що будуються.

5.2. Дослідження газонасності в розвідувальних та експлуатаційних свердловинах, а також у гірничих виробках слід проводити відповідно до затверджених комплексів геологічних та геофізичних досліджень, що розробляються для кожного типу свердловин і гірничих виробок на кожному вугледобувному підприємстві.

Виконані обсяги опробування мають бути достатніми для отримання вихідних даних про природну газонасність вугільних пластів і вмісних порід родовища (ділянки) для оцінки запасів емісійного шахтного метану з похибкою, що не перевищує 30 %.

5.2.1. Метанозбагаченість видобувних гірничих виробок шахт, що будуються або реконструюються, розраховується на підставі даних з метанонасності вугільних пластів і вмісних порід, визначених у процесі геологорозвідувальних робіт.

Вивчення та прогноз газонасності пластів вугілля і вмісних порід для проектування розробки вугілля слід проводити згідно з чинним законодавством.

5.2.2. Основні засади вивчення газонасності метановугільних родовищ (ділянок) є:

визначення природної газонасності вугільних пластів прямим методом - за допомогою газокернабірників;

нагляд за газопроявами при бурінні розвідувальних свердловин, замірювання дебітів газу та води;

вивчення якісного (компонентного) складу газу вугільних пластів та залишкової газонасності за даними герметичних вакуум-стаканів;

визначення метанонасності вугільних пластів і гірських порід за допомогою газового каротажу та промислової геофізики;

визначення дебітів газу та газового тиску у вугленосних відкладах за допомогою пластовипробувачів;

відбір породних проб на вивчення колекторських властивостей та вугільних проб на визначення сорбційних властивостей;

визначення природної газонасності вугільних пластів за допомогою газових зйомок гірничих виробок шахт;

збір даних щодо дегазації та газовості гірничих виробок.

5.2.3. Для визначення промислової значимості газовугільного родовища (ділянки) необхідно проводити такі дослідження:

визначати сорбційні властивості вугілля в умовах, близьких до пластових, а також кінетику десорбційних процесів;

заміряти тиск у вугільних пластах пластовипробувачами за технологією, яка враховує специфіку повільної газовіддачі пластів вугілля;

вивчати ємнісні та фільтраційні властивості вугільних пластів та породних горизонтів у природному заляганні з використанням даних пластовипробувачів, геофізичних досліджень у розвідувальних свердловинах;

бурити спеціальні куці свердловин для визначення проникності за міжсвердловинними замірами;

kartувати і прогнозувати тріщинуватість пластів за керном та матеріалами геофізичних досліджень у свердловинах;

вивчати вуглевмісні породи для виявлення скупчень вільних газів, що є джерелом раптового газовиділення у шахтах, та визначення можливого їх впливу на видобуток метану з вугільних пластів;

будувати карти ізопотужностей вугленосних відкладів, необхідних для оцінки масштабів видобутку метану;

давати прогнозну оцінку метану як корисної копалини на всіх розвідуваних ділянках та площах.

5.2.4. Опробування вугільних пластів і вмісних порід на газоносність слід проводити в кожній свердловині, яка буриться для геологічного вивчення пластів вугілля. Крім того, для додаткового геологічного вивчення скупчень і покладів метану слід бурити і досліджувати додаткові розвідувальні та дегазаційні свердловини.

У межах зони метанового вивітрювання обсяги і густина опробування вугільних пластів герметичними посудинами має забезпечувати побудову гіпсометричної поверхні метанової зони з похибкою, що не перевищує ± 50 м.

У метановій зоні опробування на газоносність необхідно здійснювати по всіх вугільних і пісковикових пластоперетинах.

Довжина інтервалу потужності (товщини) простого вугільного пласта, що характеризується однією пробой, відібраною газокернабірником, не може перевищувати 0,7 м. У разі наявності в пластах вугілля газотривких породних прошарків кожен вугільний пласт слід опробувати як простий вугільний пласт тієї самої потужності.

Визначення колекторських властивостей вугілля і вмісних порід проводиться за зразками, відібраними з керна, що піднятий звичайними колонковими трубами.

Для безпосереднього визначення газоносності вугілля та порід проби відбираються газокернабірниками.

Комплексний метод і пластовипробувачі застосовуються для уточнення газоносності вугільних пластів і визначення газоносності вмісних порід.

Умови застосування і об'єм опробування визначаються ступенем складності геологічної будови родовища (ділянки), що розвідується.

У разі вивчення газоносності родовищ (ділянок) з простим моноклінальним заляганням вугільних пластів і незначним проявленням розривної порушеності опробування кондиційних вугільних пластів у зоні метанових газів газокернабірниками проводяться у всіх свердловинах. Кількість вірогідних опробуваних перетинів на кожній лінії та за кожним пластом повинна забезпечувати точність побудови ізогаз зі значеннями через $5 \text{ м}^3/\text{т.с.б.м.}$. Для уточнення розподілу газу у вуглевмісній товщі та побудови ізогаз опробування газоносних пластів при необхідності проводиться в додатково пробурених свердловинах. Найглибші свердловини та свердловини, що перетинають позитивні плікативні структури, а також порушені тріщинуваті зони досліджуються газовим каротажем. Щільність опробування доводиться до однієї свердловини на $2 - 3 \text{ км}^2$ площі ділянки при горизонтальному і пологому заляганні порід і до однієї свердловини на $1 - 2 \text{ км}^2$ при похилому та крутому заляганні порід (додаток).

З установлених газовим каротажем інтервалів газовиділення, а також по інших свердловинах з інтервалів, де спостерігалися газоводопрояви, відбираються проби вугілля або порід для

вивчення колекторських властивостей загальної, відкритої й ефективної пористості, залишкової води, уявної і дійсної густини, тріщинуватості та газопроникності. З тією самою метою в свердловинах, де проводився газовий каротаж, відбираються проби вугілля і вуглевмісних порід в інтервалах: 170 - 200 м вище покрівлі і 80 - 100 м нижче підосви основних кондиційних пластів.

Визначення колекторських властивостей вугілля і вмісних порід проводиться за зразками, відібраними з керна, що піднятий звичайними колонковими трубами. Для безпосереднього визначення газонасиченості вугілля та порід проби відбираються газокернабірниками.

Методи визначення та густина відбору проб на колекторські властивості порід визначаються згідно з ГОСТ 26450.0-85 - 26450.2-85 "Породы горные. Методы определения коллекторских свойств", а також СОУ 10.1.00186080.003:2007 "Відбирання проб вугілля і порід, що вміщують шахтні води, метан, германій, шкідливі речовини під час геологічної розвідки та експлуатації вугільних родовищ".

Проби відбираються з усіх літологічних різновидів з кожного макроскопічно відмінного шару потужністю не менш 3 - 5 м. При потужності шару до 5 м відбираються 2 проби (з верхньої і нижньої частин), при більшій - 3 (з верхньої, середньої і нижньої частин). Установлені газовим каротажем інтервали з підвищеним газовиділенням, а також інтервали з газопроявами по інших свердловинах опробовуються пластовипробувачами - густина опробування повинна бути такою, щоб забезпечити визначення надійних параметрів газонасиченості та газонасиченості як у всьому діапазоні глибин, так і по площі. У тих самих свердловинах чи максимально близько розташованих до них проводиться відбір проб вугілля і порід для вивчення колекторських властивостей, а також проб вугілля для визначення сорбційних властивостей. У зазначених інтервалах породні проби відбираються газокернабірниками, бурова частина яких пристосована для буріння у вмісних породах. При виявленні газоводопроявів із свердловин визначається дебіт води і відбираються проби води і газу для визначення складу газу і газонасиченості вод. Проби відбираються на поверхні, а також в інтервалі водопроявів пробовідбірними камерами пластовипробувачів або спеціальними пробовідбірниками води, що спускаються в свердловину на кабелі.

Біля розривних порушень слід проводити опробування пластів на відстані до 200 м по нормалі від площини змішувача, а також у зоні впливу тектонічного порушення для визначення газонасиченості тектонічного типу колектора, який може утворюватися в таких зонах.

Комплексним методом з подальшим опробуванням газовидільних інтервалів пластовипробувачами, окрім планових рівномірних досліджень за всією оцінюваною площею, досліджуються свердловини, розташовані поблизу вісей антиклінальних складок, флексур і крупних розривних порушень. У цих інтервалах свердловин відбираються проби для вивчення колекторських властивостей вугленосної товщі.

Усі виявлені газоводопрояви опробовуються.

На площах (ділянках), що характеризуються наявністю складних з різкою зміною елементів залягання плікативних структур, ускладнених значною кількістю розривних порушень, вивчення газонасиченості в зоні метанових газів проводиться газокернабірниками більш детально.

Комплексним методом з подальшим опробуванням газовидільних інтервалів пластовипробувачами та газокернабірниками досліджуються свердловини, розташовані в місцях підвищеного вмісту газів у вмісних породах. У цих інтервалах свердловин

відбираються проби для вивчення колекторських властивостей вугленосної товщі. Проводиться дослідження усіх установлених газоводопроводів.

За наявності кутових і стратиграфічних невідповідностей особлива увага приділяється виявленню характеру газоносності в площині невідповідності. Комплексним методом установлюються колектори вільних газів, які потім опробуються пластовипробувачами.

На ділянках змін вугленасиченості, петрографічного складу вугілля та його метаморфізму, літологічного складу порід особливу увагу слід приділити зміні газоносності товщі залежно від цих факторів. Обсяг опробувальних робіт у таких ділянках має бути збільшений.

5.3. Під час передачі розвіданих вуглеметанових родовищ (ділянок) для промислового освоєння після геологічного вивчення доцільно мати таку інформацію:

дані щодо природної метаноносності вугільних пластів та вмісних порід у межах полів шахт, що проектуються;

схеми та карти опробування робочих пластів з прогнозом газоносності;

результати технічного аналізу вугільних пластів, масовий та об'ємний виходи летких речовин, логарифм питомого електричного опору антрацитів, пластова вологість, зольність вугілля у відсотках;

схематичні геологічні розрізи з нанесенням верхніх меж зони метанових газів, якщо можливо, ізогаз;

геологічні розрізи свердловин з нанесенням усіх пластів і прошарків вугілля та вуглистого сланцю, з наведенням їхньої потужності, відстаней між ними, структури вмісних порід, їхніх колекторських властивостей і коефіцієнта міцності;

дані з обводнення породних та вугільних пластів, що перетинаються;

дані щодо геотермічних умов породних та вугільних пластів, що перетинаються.

Крім того, у звіті з розвідки метановугільного родовища (ділянки) має бути наведено:

характеристику досліджень і їх обсягів для визначення природної газоносності;

спосіб відбраковування й оцінки репрезентативності проб;

дані з категорійності газу близько розташованих шахт, матеріали з фактичної (планові виміри) метанозбагаченості гірничих виробок цих шахт, їх зміни, систематизовані за простяганням і падінням пластів на основі вимірів за відробленими горизонтами, опис суфлярних виділень газу і раптових викидів вугілля, порід і газу, відомості щодо дегазації вугільних пластів, умісних порід і відробленого простору;

дані про газоносність вугільних пластів і вмісних порід, одержані з геологорозвідувальних свердловин, а також щодо гірничих виробок діючих шахт;

виявлені зміни в газоносності вугільних пластів і вмісних порід з глибиною, а також на одній глибині від поверхні вздовж і вхрест простягання складчастих структур;

дані з газонасиченості, хімізму та мінералізації підземних вод, визначення гідрохімічних ознак газонасиченості;

прогнозу оцінку газоносності розвіданого родовища, ділянки, шахтного поля;

проведення досліджень, вірогідності висновків і кількісних параметрів, що характеризують газоносність вугільних пластів і вмісних порід родовища (ділянки);

графіки залежності зміни природної газоносності вугільних пластів у міру збільшення глибини їх залягання;

схематичні геологогазові розрізи по розвідувальних лініях, за якими проводилось опробування пластів на газоносність, з нанесенням даних з газоносності вугільних пластів і порід у точках опробування, а також поверхні зони метанових газів та ізогаз;

карти прогнозу газоносності основних вугільних пластів або груп пластів, що підлягають розробці;

карти прогнозу газоносності вмісних порід - колекторів газу та контури скупчень вільного метану;

відомості про утилізацію газу (об'єм, напрями використання).

5.4. На діючих шахтах метанозбагаченість вугільних пластів та вмісних порід у межах супроводжувальної (поточної) шахтної та свердловинної дегазації вугільних родовищ (ділянок) вивчається з метою підготування вихідних даних для складання проектів вентиляції та дегазації, підрахунку загальних, емісійних та видобувних запасів метану відповідно до дегазаційних систем, що застосовуються.

Вимоги до вивченості метанозбагаченості вугільних пластів та вмісних порід у межах зон поточної дегазації визначаються згідно з чинним законодавством.

Під час підрахунку запасів метану враховуються також матеріали з опрацювання проектів вентиляції та дегазації шахт, горизонтів, ділянок.

5.4.1. Для підрахунку запасів метану ділянок діючих вугільних шахт подаються:

дані щодо фактичної метанозбагаченості шахт, шахтопластів, поверхів, виїмкових ділянок і окремих виробок за період роботи відповідно до чинного законодавства;

гіпсометричні плани робочих пластів з їх виходами на поверхню в межах поля діючої шахти і суміжних з ними ділянок пластів, для яких необхідно скласти прогноз метановості гірничих виробок;

плани гірничих виробок щодо кожного вугільного пласта, що розробляється, а також щодо суміжних ділянок, що прилягають до ділянки, для якої треба скласти прогноз. На кожному плані гірничих виробок слід указати межу відробленої за кожний місяць площі пласта, його корисну та виймальну потужність на відробленій площі, технічні характеристики вугілля (вихід летких речовин, уміст золи, сірки, вологи), метановість, геологічні порушення, розщеплення, місця вивалювання, раптових викидів, раптових проривів метану з ґрунту, води, суфлярних виділень метану, місця діючих і списаних ендемічних пожеж, фактичний видобуток вугілля за кожний місяць, місця розташування та напрямок підземних дегазаційних свердловин, місця перетину гірничої виробки дегазаційними свердловинами з поверхні;

пояснювальна записка до плану гірничих робіт, у якій охарактеризовані: метановість, способи й ефективність дегазації розроблюваного пласта, зближених пластів і відробленого

простору, параметри способів дегазації, які застосовувалися, час і місце підробки і надробки пласта, що розроблюється;

геологічні розрізи по стволах і квершлагах з нанесенням усіх пластів та пропластків вугілля та вуглистою сланцю із зазначенням їх потужності та будови.

При реконструкції шахти, крім перерахованих вище даних, організації, що оцінює запаси, надаються такі додаткові матеріали:

результати газової та депресійної зйомок, маркшейдерські дані щодо стану гірничих виробок на момент проектування;

акти обстеження стану вентиляційних установок головного провітрювання;

схеми вентиляції з фактичним розподілом витрат повітря.

5.4.2. На кожній шахті визначають фактичну (очікувану) метановість (метанозбагаченість) виїмкових ділянок, тупикових виробок і шахти в цілому, визначених відповідно до чинного законодавства, проводять необхідні розрахунки з дегазації, вирішують питання доцільності її застосування, розраховують витрату повітря для провітрювання шахти, вибирають схеми провітрювання тупикових виробок та розробляють заходи щодо управління метановиділенням засобами вентиляції та дегазації.

VI. Геологічне та техніко-економічне обґрунтування підрахунку запасів шахтного метану

6.1. Геологічною підставою для підрахунку запасів шахтного метану у вуглепородних товщах є інформація про розподіл газів у розрізах вугільних родовищ (ділянок), кількісні характеристики метановисловності вугільних пластів та вмісних порід-колекторів, їх змінність за площею родовища (ділянки) та глибиною.

У зоні газового вивітрювання і на ділянках вуглегазових родовищ (ділянок), де природна початкова метановисловність вугільних пластів не перевищує залишкову (де відсутня технологічна необхідність дегазації), запаси шахтного метану не підраховуються, якщо інше не передбачено кондиціями або технічним завданням замовника.

6.2. Доцільність підрахунку видобувних запасів шахтного метану як корисної копалини вуглеметанового родовища (ділянки) визначається під час техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку розвіданих і підготовлених до промислового освоєння запасів вугілля цього родовища (ділянки).

Основними критеріями промислового значення шахтного метану, який вилучається або може бути вилученим засобами дегазації з надр під час видобутку вугілля, є:

технологічна необхідність дегазації вуглеметанового родовища (ділянки);

можливість економічно доцільного використання каптованого шахтного метану;

кількість каптованого шахтного метану відповідно до оптимальної схеми дегазації, що застосовується або передбачається.

У розрахунках економічної ефективності використання каптованого шахтного метану слід ураховувати тільки витрати, безпосередньо пов'язані із каптуванням, утилізацією, створенням енергетичних комплексів, які споживають шахтний метан.

6.3. У ТЕО кондицій необхідно визначати:

мінімальну метаноносність кондиційного вугільного пласта, який включається до підрахунку запасів метану;

мінімальну метаноносність і мінімальну потужність зближених і некондиційних вугільних пластів, які включаються до підрахунку запасів емісійного шахтного метану в зонах дренажу видобувних гірничих виробок;

мінімальну метаноносність і мінімальну потужність вуглевмісних порід-колекторів, які включаються до підрахунку запасів емісійного шахтного метану в зонах дренажу видобувних гірничих виробок кондиційних вугільних пластів.

Залежно від конкретних умов об'єкта підрахування запасів шахтного метану можуть обґрунтовуватись й застосовуватись й інші показники кондицій.

VII. Розподіл запасів і ресурсів шахтного метану за ступенем геологічного вивчення

За ступенем геологічного вивчення загальні (емісійні) і видобувні запаси шахтного метану вугільних родовищ (ділянок) поділяються на дві групи: розвідані та попередньо розвідані. Ресурси шахтного метану оцінюються як перспективні за категорією С₃.

7.1. До розвіданих запасів належать запаси шахтного метану, ступінь геологічної вивченості яких відповідає вимогам, наведеним у розділі V цієї Інструкції, і підраховані як такі, що будуть вилучені з вуглепородного масиву і частково каптовані під час розробки розвіданих балансових вугільних пластів із запасами класу 111 та 121. Основні параметри розвіданих запасів шахтного метану, що впливають на проектні рішення з вентиляції і дегазації шахт, мають бути визначені за даними опробування та інших безпосередніх досліджень метаноносності, кількість яких забезпечує статистичну значимість результатів. Розвідані запаси шахтного метану використовуються для опрацювання проектів вентиляції і дегазації видобувних гірничих виробок під час розробки вугільних пластів.

Розвідані запаси шахтного метану належать до категорії С₁.

7.2. До попередньо розвіданих належать запаси шахтного метану, ступінь геологічної вивченості яких відповідає вимогам цієї Інструкції і підраховані як такі, що будуть вилучені з вуглепородного масиву і частково каптовані під час розробки попередньо розвіданих балансових вугільних пластів з вірогідними запасами класу 122. До попередньо розвіданих запасів належать також запаси шахтного метану, що підраховані як такі, що будуть вилучені з вуглепородного масиву і частково каптовані під час розробки розвіданих вугільних пластів із запасами класів 111 та 121, але ступінь геологічної вивченості яких не відповідає вимогам цієї Інструкції до розвіданих запасів шахтного метану. Основні підрахункові параметри попередньо розвіданих запасів мають бути визначеними на підставі даних опробування та інших безпосередніх досліджень метаноносності, розташованих по рідкій чи нерівномірній мережі, а також на підставі обґрунтованої екстраполяції безпосередніх досліджень та аналогії. Попередньо розвідані запаси шахтного метану використовуються для визначення їхнього промислового значення та доцільності подальшого геологічного вивчення і видобутку.

Попередньо розвідані запаси шахтного метану належать до категорії С₂.

7.3. До перспективних ресурсів належать кількості емісійного шахтного метану в надрах, оцінені як такі, що можуть бути вилучені з вуглепородного масиву під час розробки

попередньо розвіданих балансових вугільних пластів з вірогідними запасами вугілля класу 122, якщо ступінь геологічного вивчення їхньої метаноносності не відповідає вимогам, що передбачаються цією Інструкцією. До перспективних ресурсів належать також запаси емісійного шахтного метану в надрах, оцінені як такі, що можуть бути вилучені з вуглепородного масиву під час розробки вугільних пластів із запасами вугілля з невизначеним промисловим значенням класів 331 і 332. Склад і властивості газу, сорбційні та колекторські властивості пластів, а також показники метаноносності приймаються за аналогією з розвіданими ділянками.

Перспективні ресурси шахтного метану належать до категорії С₃.

VIII. Розподіл запасів шахтного метану за ступенем техніко-економічного вивчення

За ступенем техніко-економічного вивчення запаси і ресурси метану поділяються на три групи:

до першої групи належать запаси, на базі яких проведено детальну геолого-економічну оцінку (далі - ГЕО-1) ефективності їх промислового освоєння, матеріали якої, включаючи техніко-економічне обґрунтування кондицій на мінеральну сировину, затверджені Державною комісією по запасах корисних копалин;

до другої групи належать запаси, на основі яких проведено попередню геолого-економічну оцінку (далі - ГЕО-2) їхнього промислового значення, а матеріали техніко-економічної доповіді щодо доцільності подальшої розвідки, уключаючи обґрунтування тимчасових кондицій на мінеральну сировину, апробовані ДКЗ України або замовником (інвестором) геологорозвідувальних робіт з подальшого вивчення і використання цих запасів;

до третьої групи належать запаси, на базі яких проведено початкову геолого-економічну оцінку (далі - ГЕО-3) їхнього можливого промислового значення, а матеріали техніко-економічних міркувань про доцільність проведення подальшого геологічного вивчення схвалені замовником (інвестором) геологорозвідувальних робіт.

IX. Розподіл запасів шахтного метану за промисловим значенням

9.1. За промисловим значенням підраховані запаси шахтного метану вугільних родовищ (ділянок) поділяються на балансові і такі, промислове значення яких не визначено. Умовно балансові і позабалансові запаси шахтного метану не підраховуються і не обліковуються як такі, що не можуть бути збережені для майбутнього використання.

9.2. До балансових запасів слід відносити такі, які на момент оцінки згідно з техніко-економічними розрахунками можна ефективно видобути і використати за умови застосування сучасної техніки і технології, яка забезпечує дотримання вимог охорони навколишнього природного середовища і безпеки робіт.

Запаси шахтного метану, підраховані як такі, що каптуються в процесі технологічно необхідної дегазації із зони дренажу балансового вугільного пласта під час його розробки, належать до балансових, якщо доходи від їхнього використання компенсують витрати на будівництво або придбання додаткових до системи дегазації енергетичних комплексів, пов'язаних з використанням метану.

Виключення з підрахунку запасів шахтного метану, що каптуються під час технологічно необхідної дегазації як економічно не ефективних, необхідно обґрунтовувати техніко-економічними розрахунками.

Запаси шахтного метану, підраховані як такі, що каптуються під час дегазації, що не є технологічно необхідною для розробки вугільного пласта, належать до балансових у разі, якщо доходи від їхнього використання компенсують усі витрати як на створення системи дегазації, так і на будівництво або придбання енергетичних комплексів з використання шахтного метану.

Серед балансових запасів шахтного метану вугільних родовищ (ділянок) за умовами видобутку і використання можуть виділятися видобувні і дотаційні за такими критеріями:

для видобувних запасів рентабельність виробничої діяльності енергетичного комплексу з використання шахтного метану, що проектується, визначена ДКЗ, перевищує ставку рефінансування Національного банку за умови раціонального використання технічних засобів і технологій та дотримання вимог щодо охорони надр і навколишнього природного середовища;

для дотаційних запасів - ефективність видобутку і використання шахтного метану енергетичним комплексом, що проектується, визначена ДКЗ, можлива тільки за умови надання користувачу надр податкових пільг, субсидій, дотацій або інших видів підтримки за рахунок державного чи місцевого бюджетів.

Дотаційні запаси газу (метану) обліковуються у Державному балансі корисних копалин окремо із зазначенням конкретних користувачів надр.

9.3. До запасів шахтного метану з невизначеним промисловим значенням слід відносити такі, на базі яких проведено тільки початкову геолого-економічну оцінку ефективності їхнього промислового використання із застосуванням припущених технологічних та економічних вихідних даних, що не забезпечують вірогідного визначення балансової належності.

Х. Кодифікація запасів і ресурсів шахтного метану

10.1. Підраховані запаси і ресурси шахтного метану, що відносяться до певних груп за промисловим значенням та ступенями техніко-економічного і геологічного вивчення, поділяються на класи, які ідентифікуються за допомогою міжнародного трипорядкового цифрового коду відповідно до табл. 1.

10.2. Клас під кодом 111 уключає розвідані, детально оцінені запаси, які можна ефективно видобути. Такі запаси згідно з Міжнародною класифікацією ООН належать до вірогідних (Proved mineral reserves).

10.3. Клас під кодом 121 уключає балансові розвідані запаси, що за класифікацією ООН належить до вірогідних (Probable mineral reserves).

10.4. Клас під кодом 122 уключає балансові попередньо розвідані запаси, що за класифікацією ООН належить до вірогідних (Probable mineral reserves).

Таблиця 1

Групи запасів			Код класу
за промисловим значенням	за ступенем техніко-економічного вивчення	за ступенем геологічного вивчення	
Балансові запаси (1..)	ГЕО-1 (.1.)	Розвідані запаси (..1)	111
	ГЕО-2 (.2.)	Розвідані запаси (..1)	121

	ГЕО-2 (.2.)	Попередньо розвідані запаси (..2)	122
Промислове значення не визначено (3..)	ГЕО-3 (.3.)	Розвідані запаси (..1)	331
	ГЕО-3 (.3.)	Попередньо розвідані запаси (..2)	332
	ГЕО-3 (.3.)	Перспективні ресурси (..3)	333

XI. Підготовленість запасів шахтного метану до промислового освоєння

11.1. За ступенем підготовленості до промислового освоєння запаси шахтного метану згідно з Класифікацією запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затвердженою постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.97 N 432, поділяються на:

підготовлені до подальшого геологічного вивчення шляхом проведення розвідувальних робіт, уключаючи дослідно-промислову розробку (дегазацію) з метою отримання вихідних даних для детальної геолого-економічної оцінки;

підготовлені до видобування метану одночасно з видобутком вугілля.

11.2. Підготовленими до проведення розвідувальних робіт вважаються запаси і перспективні ресурси шахтного метану, що за результатами пошуково-оцінювальних робіт оцінені як такі, що можуть бути вилучені під час розробки балансових вугільних пластів.

11.3. Розвідані запаси шахтного метану, що вилучаються з вуглевмісної товщі під час розробки балансових запасів вугільних пластів, вважаються підготовленими до промислового освоєння, якщо:

пласти вугілля з балансовими запасами підготовлені до розробки відповідно до вимог Інструкції із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до родовищ вугілля, затвердженої наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 25.10.2004 N 225, зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 08.11.2004 за N 1419/10018;

метаносність балансових, позабалансових вугільних пластів та пластів-супутників, а також метанонасиченість вуглевмісних порід, що залягають у межах зони дегазації, відповідають вимогам цієї Інструкції;

балансові розвідані та попередньо розвідані запаси шахтного метану у вугільних пластах та вуглевмісних породах підраховані й затверджені Державною комісією України по запасах корисних копалин;

обґрунтовано техніко-економічними розрахунками рентабельність газодобувного комплексу, що проектується, забезпечено узгоджену з користувачем надр ефективність капіталовкладень у розробку запасів шахтного метану; кількість розвіданих запасів шахтного метану забезпечує повернення капітальних вкладень у створення комплексу з його видобутку і використання;

визначено й оцінено загрозливі фактори, які впливають або можуть вплинути на стан газової безпеки гірничих виробок, розроблено раціональний комплекс заходів із запобігання погіршенню умов розробки вугільних пластів.

Начальник відділу ДКЗ

І. П. Пижук

ПОГОДЖЕНО:

Т. в. о. Голови Держгірпромнагляду

Г. М. Суслов

**Перший заступник Міністра
вугільної промисловості України**

О. Францишко

**В. о. Міністра охорони навколишнього
природного середовища України**

І. Г. Чернокур

Додаток
до Інструкції

**Види досліджень, методи та технічні засоби для комплексного вивчення
газоносності вугільних родовищ (ділянок)**

Об'єкти досліджень	Вугільні пласти та вуглисті породи			Вуглевмісні породи		
	робочі вугільні пласти	вугільні неробочі пласти, прошарки, лінзи, перевірки і із зольністю до 40 - 45 %	вуглисті породи із зольністю 40 - 60 %	тонко- і дрібно-зернисті породи з умістом вугільної речовини 5 - 25 %	щільні тонко- і дрібно-зернисті породи з умістом вугільної речовини менше 5 %	порові та тріщинуваті колектори
1	2		3	4	5	6
Форми знаходження газу	Сорбований - 90 - 95 %		Сорбований - 70 - 90 %	Сорбований - 20 - 70 %. Розсіяний газ вільної фази і розчинений газ у порових водах	Сорбований - до 10 - 20 %. Розсіяний газ у вільному середовищі, розчинений у порових	Скупчення вільного газу. Розчинений газ у рухомих та тріщинних водах

			водах	
Види та параметри досліджень	Геологічні, геофізичні, літолого-петрографічні, лабораторні визначення морфології та петрографічного складу вугілля пластів, прошарків, визначення кількості концентрованої та розсіяної вугільної речовини (сухої беззольної маси). Визначення сорбційних властивостей вугілля та вуглистих порід, пористості та газопроникності	Визначення кількості розсіяної вугільної речовини. Визначення пористості та проникності порід	Геологічні, геофізичні, літолого-фаціальні, гідрогеологічні, гідрохімічні дослідження та геолого-структурний аналіз. Визначення параметрів порових та тріщинних колекторів та покришок, визначення емісійних та фільтраційних властивостей геофізичними методами	
Методи та технічні засоби вивчення газів	Опробування газокерновідбірниками, герметичними стаканами, дослідження пластовипробувачами. Комплексний метод із застосуванням газового каротажу. Газова зйомка в гірничих виробках. Метод прогнозу потенційної метаносності за сорбційними характеристиками з моделюванням пластових тисків та температур. Для вугільних неробочих пластів та прошарків проводиться екстраполяція даних щодо газоносності вугілля найближчих робочих пластів	Відбір проб у герметичні стакани по свердловинах та в гірничих виробках. Газовий каротаж. Метод прогнозу потенційної метаносності за сорбційними характеристиками.	Дослідження свердловин пластовипробувачам и на трубах. Визначення газоводяного контакту та оконтурювання газового покладу геологічними та геофізичними методами. Проведення промислових випробувань у відкритому каналі по опорних свердловинах	